

La cuestión nuclear, fríamente



César Lanza

Ingeniero de Caminos - Tecnova I&S

Pertenece a IEEE - Power and Energy Society y IAEE (International Association for Energy Economics)

Resumen

Uno de los asuntos de mayor envergadura que están a la vista en el curso de la política energética de España es la decisión que tomen las autoridades sobre el futuro de la generación nuclear. Las preferencias declaradas por los partidos políticos en sus programas electorales y sus tomas de posición en el interregno desde las Elecciones Generales del pasado diciembre revelan dos bloques enfrentados: los partidarios de prorrogar en determinadas condiciones la autorización de las centrales más allá del límite inicialmente prescrito de cuarenta años y quienes, oponiéndose a tal posibilidad, son partidarios de su cierre a término. Este artículo expone, en primer lugar, algunos hechos sobre la tecnología nuclear de generación eléctrica que afectan a su futuro en Europa e incluso a escala más global. Adicionalmente, se plantean ciertas consideraciones locales que, en opinión del autor, deberían valorar desapasionadamente quienes tengan la responsabilidad de decidir sobre el futuro a largo plazo de las plantas nucleares que operan en España.

Palabras clave

Sistema eléctrico, política energética, cambio climático, energía nuclear, Unión Europea, innovación, desarrollo tecnológico

Abstract

One of the most far-reaching questions currently affecting energy policy in Spain is the decision to be taken by the authorities regarding the future of nuclear power. The preferences declared by political parties in their electoral programmes and the standpoints taken during the political impasse following the General Elections last December, reveal two clearly opposing blocks: those in favour of extending, under certain conditions, the life of nuclear power plants beyond their initially conceived design life of forty years; and, those opposing the same and in favour of their closure. This article starts out by detailing certain aspects regarding nuclear technology for electricity generation that affect its future both in Europe and on a more global scale. The article also raises certain local considerations that the author feels should be open-mindedly assessed by those deciding upon the long-term future of nuclear power plants operating in Spain.

Keywords

Power grid, energy policy, climate change, nuclear power, European Union, research, innovation

A principios del pasado mes de marzo presentaba su dimisión el director financiero de EDF, el gran grupo energético francés¹. La razón que dio pie a esa decisión fue su disconformidad con la postura del gigante galo en relación con el proyecto denominado Hinkley Point C. Se trata de la tercera fase de un complejo nuclear en Somerset (Reino Unido) que está previsto ampliar próximamente con la construcción de dos nuevos grupos equipados con sistemas EPR² (*European Pressurized Reactor*), añadiendo a esa instalación una potencia de 3.200 MWe. El nuevo desarrollo nuclear de Hinkley Point C, aprobado por el gobierno británico en 2008 y adjudicado a EDF, es objeto de controversia desde hace tiempo. El proyecto está valorado, a fecha de hoy, en 18.000 millones de libras esterlinas (23.400

millones de euros, es decir una inversión estimada de 7,3 M€/MWe); pero la decisión no ha estado exenta de dudas por ambos lados y el último episodio recogido por la prensa expone a los ojos del público un obstáculo serio que afecta a la más reciente tecnología nuclear europea: el riesgo de construcción y licenciamiento de las futuras centrales en coste y plazo. Especialmente áspero está resultando para el fabricante del reactor y demás equipos de la isla nuclear (Areva, actualmente propiedad de EDF) el tránsito de su tecnología EPR (tercera generación avanzada, Gen. III+) desde los gabinetes y laboratorios hasta la realidad operativa de su explotación comercial, aún por iniciarse. Según informan los medios del sector, dos de las cuatro plantas europeas actualmente en construcción que están



Rendering de la futura central nuclear de Hinkley Point C, en Somerset (Reino Unido)

equipadas con esa tecnología sufren irritantes desajustes en relación con los planes previstos: Flamanville, en Francia (6 años de retraso y un coste final por encima del 300 % del inicialmente aprobado) y Olkiluoto-3, en Finlandia (entre 8 y 10 años de retraso previsto y una desviación de 5.000 millones de euros sobre el precio ofertado de 3.000 millones).

Los hechos anteriores llevarían a pensar que, al menos en Europa, el papel de la energía nuclear en el futuro de la producción industrial de electricidad se encuentra en cuestión, no solo por los habituales problemas de rechazo del sector antinuclear de la opinión pública, exacerbados por el último y grave accidente de Fukushima Daiichi, sino por algo aún más básico como es la viabilidad técnico-económica de esta clase de instalaciones. Anticiparemos aquí mismo que tal veredicto no debe proclamarse a la ligera; bien sabemos desde los tiempos de Laplace que no es posible extraer conclusiones generales de una situación particular por llamativa que esta sea. Aún así, y dejando de lado la manida cuestión sobre el “lado oscuro” de esta tecnología de producción de electricidad que la vincula con riesgos potenciales de proliferación de armas nucleares y los todavía más indeseables de terrorismo, la duda no puede calificarse de insustancial o carente de fundamento. En uno u otro sentido, la valoración global de la energía

nuclear y sus perspectivas de futuro merecen una mirada amplia y fría, tan desapasionada como se pueda y con alcance temporal suficiente.

Ciertamente no se conoce ningún plan sobre construcción de nuevas centrales nucleares en España y por esa razón nuestro país se encuentra aparentemente libre de incurrir a medio plazo en riesgos como los que afectan a los proyectos antes mencionados en el Reino Unido, Francia y Finlandia. Sin embargo, las plantas que operan desde hace aproximadamente tres décadas en territorio español afrontarán en breve la expiración de su licencia de operación, otorgada por un plazo de cuarenta años tras la autorización inicial. La posible extensión de su vida útil, sujeta a las debidas condiciones de seguridad y otros factores relevantes como pueden ser los económicos o de interés público, es una cuestión que arrastra polémica desde la parada provisional y desconexión de la C.N. de Sta. María de Garoña (previa al cierre) en diciembre de 2012. La prórroga o en su caso la clausura a término de las restantes plantas nucleares españolas ha adquirido aún mayor visibilidad con motivo de las Elecciones Generales del pasado diciembre y el tema se encuentra en la agenda a corto plazo de los partidos políticos. Quien gobierne próximamente España deberá decidir sobre el futuro de siete centrales en total,

con una potencia instalada de casi 7.400 MWe y una producción que representa actualmente algo más del 20 % de la demanda nacional. Palabras mayores, sin duda.

El futuro de la tecnología nuclear en la industria eléctrica

Hace no demasiados años, concretamente en 2008, la Asamblea General de la Power and Energy Society del IEEE (la asociación profesional de los ingenieros eléctricos más representativa a escala mundial) presentaba el asunto del “renacimiento nuclear” –*The Nuclear Renaissance*– como uno de los temas-estrella de la reunión. Reconocía con ello la comunidad técnica el renovado interés en una especialidad que avanzaba entonces en aspectos relevantes (seguridad de operación y capacidad de las centrales, esencialmente) y que al ser neutral frente al clima, constituye actualmente una alternativa seria a otras formas de generación termoeléctrica productoras de gases de efecto invernadero. De hecho, en aquellos momentos, las perspectivas que se consideraban dentro del sector no podían ser más halagüeñas pues la Agencia Internacional de la Energía (IEA) estimaba probable que entre 2008 y 2030 se diese un aumento del 80 % en la capacidad nuclear instalada globalmente. Ello supondría que, como media, veintinueve nuevos reactores se construirían en el mundo cada uno de esos veintidos años.

Sin embargo dos acontecimientos inesperados, primero la crisis económico-financiera que disparó globalmente la quiebra del banco Lehman Brothers en septiembre de aquel año 2008, y en marzo de 2011 el grave accidente causado en la costa oriental del Japón por la nunca previsible y en aquel caso extrema actividad sísmica, sacudieron violentamente las bases del optimismo pronuclear de la industria eléctrica. Al enfriamiento natural que ambas catástrofes ejercieron sobre lo que parecía un renovado fervor se han unido más tarde otras circunstancias desfavorables, especialmente en el contexto europeo. Hoy día, un renacimiento nuclear, al menos en los términos vigorosos que se esperaba en 2008, se considera poco probable a corto plazo por muchos expertos³, aunque desde las instituciones, en particular la Comisión Europea, no se renuncia definitivamente a la idea⁴.

Según datos de la World Nuclear Association⁵, organización raíz de la Sociedad Nuclear Española, actualmente existen 437 centrales nucleares en operación en el mundo y 60 más en construcción. Parece evidente por tanto que, desde un punto de vista global, no puede decirse que la tecnología

nuclear se encuentre en decadencia. Una buena parte de las plantas actualmente en construcción corresponden a China (22) mientras que la actividad es menor en los otros dos grandes países: Rusia (7) y EE. UU. (3). A Europa le corresponden cuatro plantas: aparte de las mencionadas de Flammanville (Francia) y Olkiluoto (Finlandia), las de Mochovce (Eslovaquia) y Cernavoda (Rumanía). Las nuevas centrales nucleares europeas, una vez que entren en servicio, añadirán 4,4 GW a la capacidad total de generación eléctrica hoy disponible en la Unión Europea (1.030 GW considerando el total de instalaciones y tipos de tecnologías de producción). A la vista de estos datos se puede concluir que el ritmo de crecimiento de la tecnología nuclear en Europa es, a fecha de hoy, relativamente bajo. No debe ignorarse, sin embargo, que en varios países europeos y concretamente en el nuestro, la capacidad de producción nuclear ha venido creciendo durante los últimos años por la vía del aumento de potencia de las plantas existentes. En ese sentido, hay que recordar que en España la potencia electro-nuclear ha crecido un 11 % en los últimos años (810 MWe) mediante este procedimiento, menos llamativo pero más eficaz en términos de coste y plazo de ejecución que la construcción de nuevas centrales, aunque ciertamente de alcance más limitado.

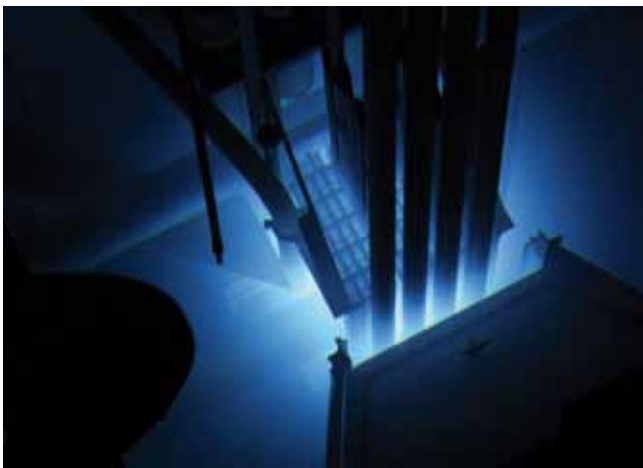
Hacer vaticinios en materia de política energética supone exponerse a un riesgo evidente, por razones históricamente constatables. Por tanto, lo que aquí se diga sobre el futuro nuclear debería tomarse en un sentido tendencial, partien-



**La central nuclear de Olkiluoto (Finlandia),
actualmente en construcción**

do de hipótesis que los expertos consideran razonables a la hora de formarse un juicio sobre este tema, siempre controvertido. Desde el punto de vista de este artículo conviene referirse a la viabilidad futura de la energía nuclear considerando dos marcos de referencia, uno endógeno y otro exógeno. El primero sería su propia evolución técnico-económica, es decir los hechos que afectan al estado del arte de esta tecnología de generación de electricidad. La cuestión a considerar es si serán suficientemente competitivas y seguras las centrales post-Fukushima, en comparación con otros tipos de instalaciones de producción industrial de energía eléctrica. El segundo de ellos se refiere al contexto regulatorio y de mercado en que operan las empresas eléctricas. ¿Resultará atractiva a los agentes económicos del sector eléctrico (*utilities*), empresas cotizadas y expuestas a los mercados financieros, la inversión en activos de elevado coste de capital y riesgo incierto, cuya rentabilidad exige controlar el proceso de construcción más una estabilidad a largo plazo en la explotación nada fácil de garantizar a priori?

Casi desde el origen de esta tecnología de generación de electricidad (el discurso ‘*Atoms for Peace*’ del presidente Eisenhower en la ONU en el año 1953 y la subsecuente Conferencia Internacional Sobre el Uso Pacífico de la Energía Atómica celebrada en Ginebra dos años más tarde) existe controversia sobre los costes reales de la energía nuclear. Tales costes, *overnight* e IDC o financieros, deben contemplar no solo la construcción sino el ciclo de vida completo de las instalaciones (EPC+OM+desmantelamiento) y del combustible nuclear (incluyendo almacenamiento a largo plazo de los residuos), separados de las subvenciones di-



Núcleo del reactor experimental PULSAR (Gen. IV)

rectas e indirectas que pueda recibir esta tecnología. La cuestión de los costes nucleares se plantea en un contexto en el cual el rigor del análisis y la imparcialidad de juicio exigibles a cualquier estudioso independiente se encuentra con los problemas nada desdeñables de la dificultad de acceso a una información fidedigna y realmente relevante sobre el particular, que raramente es de dominio público, y de la propensión contextual al sesgo de los informes que circulan sobre el tema. Esta última se advierte en un buen número de ocasiones y surge de la habitual confrontación entre posturas contrarias que tienden a orientar el sentido del juicio del lector. Por un lado, consecuencia de la sensibilidad antinuclear predominante en determinados ámbitos de la política y movimientos sociales⁶, y en el lado contrario, en razón de los intereses de las empresas que han invertido y explotan económicamente este tipo de instalaciones⁷.

Las circunstancias por las que pasan los proyectos nucleares más importantes actualmente en construcción dentro de la UE y también alguno de los nuevos en cartera, como el de Hinkley Point que se ha mencionado en el preámbulo del artículo, son desde luego motivo de inquietud. Puede pensarse que los problemas asociados a la novedad de una tecnología extremadamente compleja por razones de seguridad, la de los reactores EPR de la denominada Generación III+, podrían ser superables y asumibles dentro de la curva de aprendizaje del fabricante. Aunque la experiencia acumulada y la excelencia tecnológica que el sector nuclear acredita desde su origen llevarían a considerar probable que eso sucediese, no puede, sin embargo, descartarse totalmente que surjan nuevos inconvenientes de solución incierta. La división de pareceres que recogen los medios especializados obliga a no descartar por prudencia ninguna de esas dos hipótesis.

Dos informes recientes sobre la evolución “realista” que cabría esperar sobre los costes de las futuras centrales en función de lo que parece su tendencia histórica, ofrecen algunas conclusiones de interés. Ambos han sido elaborados por instituciones académicas de investigación sin relación directa de dependencia con el sector pero tampoco próximas a la militancia antinuclear. El estudio de Lévêque y Escobar-Rangel, de CERNA –*Centre for Industrial Economics*–, MINES ParisTech⁸, constata el alza temporal de los costes producida a lo largo del programa nuclear francés, en apariencia como consecuencia del aumento de tamaño (potencia), la mayor complejidad y requisitos de seguridad de las centrales actuales en relación con las plantas de generaciones anteriores. Ello apuntaría a la existencia de deseconomías de

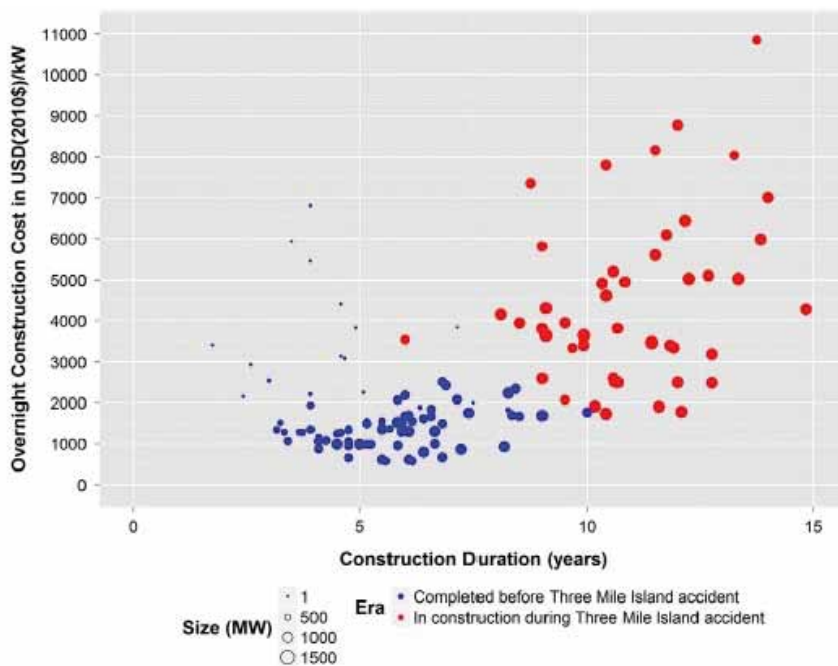


Fig. 1. Evolución histórica de plazo y coste de las centrales nucleares norteamericanas

escala en la tecnología nuclear y a pensar que los esfuerzos en los nuevos desarrollos deberían dirigirse hacia reactores más pequeños y modulares, en los que las restrictivas condiciones de seguridad post-Fukushima sean implantables con menores dificultades técnicas y coste. En relación con la curva de aprendizaje, el informe mencionado arroja alguna duda sobre el sentido del efecto de la experiencia acumulada (conocimiento) sobre la evolución de los costes de construcción y licenciamiento de las centrales, que en el caso francés sería en todo caso menos observable que el beneficio obtenido por ese país a través de la estandarización en serie de los equipos. Puede recordarse, en comparación con Francia, que la variedad tecnológica nuclear española es sorprendente, dado el número de plantas construidas.

El efecto de la curva de aprendizaje en los costes de la industria nuclear, es decir la deseable mejora asociada al conocimiento, la evolución tecnológica y la experiencia que atesora la industria en el transcurso del tiempo, es uno de los puntos centrales que contempla el segundo estudio de referencia, elaborado por Lovering, Yip y Nordhaus. Se trata de un proyecto conjunto de investigación entre el Department of Engineering and Public Policy de Carnegie Mellon University y The Breakthrough Institute⁹. Este informe comprende un número amplio de reactores (349, el 58 % a escala mundial) instalados en siete países, entre ellos los EE. UU. y Fran-

cia. El trabajo presenta conclusiones dispares según cual haya sido la época de construcción, el país concreto y su experiencia industrial en la materia, aunque en lo relativo a aquellas dos naciones, las más nuclearizadas, concluye que el paso del tiempo conlleva aumentos del coste de las nuevas centrales nucleares en lugar de disminución. De manera muy apreciable en el caso norteamericano (figura 1) y menos pronunciada pero también creciente en el francés (figura 2). Las razones que en el primer caso explicarían la sorprendente negatividad de la learning curve derivan según los autores de los requisitos de seguridad exigidos al parque nuclear de los EE. UU. a partir del accidente de Three Mile Island (1979) y la subsiguiente acción firme de la NRC en materia de especificaciones, control de construcción, licenciamiento y supervisión de las centrales.

En cuanto al futuro a más largo plazo a escala global, la cuestión a dilucidar es si afrontarán los nuevos diseños de reactores (la denominada Gen. IV, actualmente en fase de estudio y experimentación) los problemas de coste y plazo de manera más satisfactoria. De momento lo que existe es un esfuerzo coordinado de investigación (Technology Roadmap) para el desarrollo de nuevos sistemas en cual participan trece países con intereses industriales en el sector, entre ellos los EE. UU., China, Rusia, India, Francia y Japón¹⁰. La cuarta generación nuclear en camino comprende

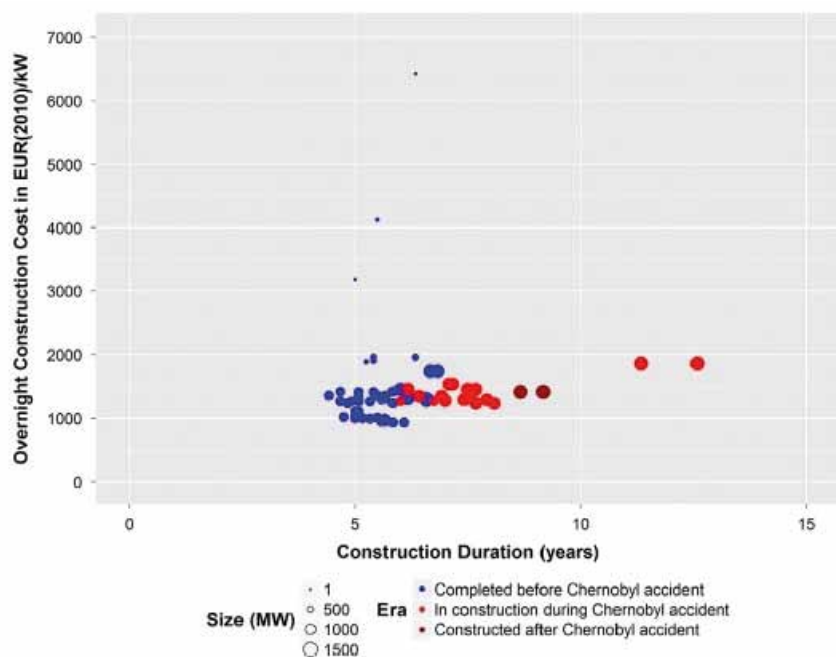


Fig. 2. Evolución histórica de plazo y coste de las centrales nucleares francesas

por el momento seis tecnologías diferentes: reactor rápido refrigerado con gas (GFR); reactor rápido enfriado con plomo (LFR); reactor de sales fundidas (MSR); reactor rápido con sodio (SFR); reactor supercrítico refrigerado con agua (SCWR); y reactor a muy alta temperatura (VHTR). Ninguno de los proyectos en curso ha alcanzado aún la fase de demostración, ni está previsto que tal hecho suceda antes del año 2030. Los desarrollos se encuentran en fase de análisis de viabilidad (desarrollo y prueba de conceptos básicos) o prototipado a pequeña escala. Los objetivos que se plantean en el contexto de la Gen. IV son esencialmente los de mejora de la sostenibilidad, seguridad y fiabilidad, competitividad económica, resistencia a la proliferación nuclear y protección física de las instalaciones nucleares. Algunos de estos proyectos, por ejemplo los que llevan a cabo las empresas TerraPower y Transatomic, parece que afrontan el futuro con posibilidades razonables y de hecho están siendo financiados por el mercado mediante instrumentos de capital riesgo. Aún así, la participación significativa de la Gen. IV en escenarios de producción masiva de electricidad de fuente nuclear se encuentra lejana, previsiblemente dos o más décadas a la vista.

Las perspectivas de futuro de la energía nuclear en Europa son igualmente objeto de discusiones y puede constatarse un estado de opinión que no es unánime. El reciente informe

de la Comisión mencionado al comienzo de este apartado (doc. referencia nº4), indica que para cumplir el objetivo de mantener en Europa la producción nuclear de electricidad en términos equiparables a los actuales, la inversión requerida en nuevas centrales hasta el año 2050 podría situarse en el rango de 250-350 mM€. A esa cifra habría que añadir otros 50 mM€ para la extensión del ciclo de vida de las instalaciones en operación (LTO) y 250 mM€ más en concepto de cierre de plantas obsoletas y costes de almacenamiento y tratamiento de los residuos. Sin embargo, FORATOM, organismo que une a la industria nuclear europea, estimaba en un informe de posición publicado a finales del año pasado que la inversión necesaria en Europa para la construcción de nuevas plantas nucleares estaría entre 500-800 mM€, aproximadamente el doble de las previsiones de la Comisión. Por otra parte, la industria advierte en ese informe que la recuperación de las inversiones no podría obtenerse exclusivamente de los consumidores a través de los precios de la energía vendida en los mercados de electricidad, sino que sería preciso subvencionar la producción nuclear.

El caso español

La relación de las centrales nucleares en funcionamiento en España, con sus fechas de inicio y fin de operación comercial según la autorización vigente, se recoge en la tabla 1. La antinomia entre una posible prórroga del plazo por veinte años

Las centrales nucleares operativas en España

C.N.	Potencia (MWe)	Fecha de inicio de operación	Expiración de su licencia
Total	7.398,7		
Almaraz I	1.049,4	may-81	2021
Almaraz II	1.044,5	oct-83	2023
Ascó I	1.032,5	dic-84	2024
Cofrentes	1.092,0	mar-85	2025
Ascó II	1.027,2	mar-86	2026
Vandellós II	1.087,1	mar-88	2028
Trillo	1.066,0	jun-88	2028

TABLA 1

Relación de centrales y sus fechas

Fuente: Foro de la Industria Nuclear Española

adicionales como piden las empresas del sector (operación a largo plazo o LTO, Long Term Operation) o contrariamente la clausura sucesiva al término de la licencia de cada instalación, posee implicaciones diversas y quienes decidan habrán de tenerlas en cuenta. Sea cual sea la decisión, el proceso se encuentra ya a la vista dado que el año 2021 expirará la autorización del primer grupo de la C.N. de Almaraz y en el 2028 la de la C.N. de Trillo, última que entró en funcionamiento.

La primera y desde luego fundamental condición es que el informe que emita sobre la situación de cada central el Consejo de Seguridad Nuclear sea positivo. Otra circunstancia a tener en cuenta es la razón climática, que eludiremos aquí suponiendo de antemano la neutralidad (o cuasi-neutralidad) en términos de emisiones de una posible sustitución de la tecnología nuclear por otra alternativa. Si no fuera así, habría que tener en cuenta el efecto ambiental del nuevo *mix* de generación. Tampoco debe ignorarse la repercusión industrial de la decisión, en doble sentido. Valorando en primer lugar los efectos negativos del cierre de las centrales sobre la cadena de valor del sector nuclear español (7.300 empleos directos y aproximadamente el doble inducidos) aunque contemplando en contraposición el valor que crearía la sustitución de la capacidad nuclear cesante por otras tecnologías de generación (habría que considerar en cualquier caso cuáles serían apropiadas, cuestión que no es trivial).

Las problemáticas de seguridad, ambiental e industrial requieren un análisis particularizado que va más allá de lo que pretende este artículo, por tanto no se tratan aquí. Nos limitaremos en lo que sigue a considerar dos aspectos concretos de la decisión que afectan al funcionamiento técnico-económico del sistema eléctrico:

1) Las consecuencias económicas de una posible desnuclearización de la planta de generación de electricidad que por una u otra vía podrían trasladarse al consumidor si prevaleciera el *modus operandi* del *pass-through*, habitual en muchas decisiones de la política energética.

2) Los efectos de un cierre nuclear sobre el funcionamiento del sistema eléctrico y el mercado mayorista, en un contexto de referencia que por las fechas podría estar más próximo a la futura idea europea de Unión de la Energía que a las realidades física y económica del sistema que conocemos, apegado a la geografía y la política españolas.

A continuación se exponen algunos datos y consideraciones sobre estos puntos, que como bien se comprende son en sí mismos complejos, involucran variables de difícil precisión y bien merecerían un estudio y debate en profundidad que ilumine la decisión política. Para abordar debidamente los temas anteriores será preciso no solo conocer la situación actual del sistema eléctrico español, sino proyectar hacia el futuro las tendencias que se advierten en materia de regulación, mercado, diseño institucional, tecnología y transformación estructural del modelo energético a escala nacional y europea. Conviene por otra parte valorar las experiencias habidas en cabeza ajena, siendo la más representativa la desnuclearización en curso de Alemania (uno de los ejes de su transición energética o *Energiewende*) e igualmente conocer los términos en que se plantea el debate público abierto en otros países sobre la cuestión del envejecimiento del parque nuclear y la posible extensión del ciclo de vida de las plantas (por ejemplo, Suecia).

La clausura de los siete grupos nucleares españoles al término de sus cuarenta años de operación regular significaría probablemente una pérdida de eficiencia económica desde el punto de vista global del sistema. Los costes de producción de este tipo de instalaciones en centrales longevas son sensiblemente inferiores al precio que alcanza la energía en el mercado mayorista y también a los costes de otras tecnologías de generación, exceptuando quizá la hidráulica. Se trata del efecto conocido como *windfall*

profit que produce el mercado *spot* para las tecnologías de costes marginales más bajos. El precio medio de la energía casada por OMIE (operador del mercado eléctrico) durante el año 2015 se situaba en 62,7 euros/MWh, mientras que el coste de producción de las centrales nucleares parece ser sensiblemente inferior. A falta de datos contrastados sobre el coste nuclear en nuestro país, puede tomarse como aproximación de referencia el de las centrales francesas¹¹, que se situaba ese año en un valor medio de 22 euros/MWh. Aún aplicando a esa cifra el *markup* que corresponda para reflejar la distancia industrial con Francia y demás diferencias entre ambos países, la comparación de precio y coste seguiría arrojando un valor atractivo.

¿Cómo se repartiría esa posible pérdida de eficiencia económica en caso de cierre? En torno a esta cuestión hay tres actores económicos a tener en cuenta, sujetos distintos: las empresas eléctricas, la Hacienda Pública y los consumidores. Una merma del beneficio de las empresas por extinción legal del plazo de autorización administrativa de las centrales nucleares, que en las fechas previstas deberían haber cumplido satisfactoriamente las expectativas de su plan de negocio, no habría de tener repercusiones directas por la vía regulatoria para los consumidores que en tal sentido resultarían legalmente indemnes. No estamos frente a una recidiva de la obligada moratoria nuclear de hace treinta años ni habría perjuicios significativos de los cuales resarcir a las empresas propietarias de las centrales. Las consecuencias económicas de una clausura sucesiva de las centrales nucleares al término de su autorización inicial, distribuida temporalmente a lo largo de un período de siete años (2021-2028), no serían directamente deducibles de un simple traslado de la minoración del beneficio de las empresas a los consumidores, sino que vendrían posiblemente por otros caminos.

Entre los efectos inducidos por la clausura nuclear habría que considerar los que puedan afectar al precio de mercado de la energía y a los costes regulados del sistema. Si el funcionamiento del *pool* eléctrico se viera afectado significativamente por el cierre de las plantas, lo reflejaría probablemente el precio de casación. Por otra parte, habría que considerar el coste extra que para la parte regulada de la factura eléctrica pudiera suponer una posible sustitución de la producción nuclear por energías subvencionadas, como la eólica, la solar fotovoltaica o la termosolar, suponiendo que fuesen aptas para reemplazar a la nuclear en el suministro regular de energía base. El sobrecoste en primas de lo que sería una

simple sustitución de la producción nuclear del año 2015 por renovables, valorada según la prima media ponderada con que se retribuyó a las RES ese mismo año, supondría un añadido de 4.400 millones de euros a los costes regulados del sistema eléctrico. Es improbable, sin embargo, que por razones técnicas y económicas esa posibilidad se convierta en un hecho real, al menos en los términos indicados.

Si como consecuencia de lo anterior los precios mayoristas subiesen y los costes regulados también lo hicieran, es evidente que el consumidor se vería afectado en su factura. Pero no necesariamente tiene que suceder así y menos aún se puede afirmar en qué medida. Es cierto sin embargo que habría que considerar la merma en la recaudación fiscal por los impuestos especiales dejados de devengar por la energía nuclear (Ley 15/2012), de la cual las Administraciones seguramente tratarían de resarcirse por alguna vía impositiva. La tabla 2 muestra algunos datos al respecto.

Los efectos para el consumidor de un posible cierre nuclear dependerían de diversas circunstancias de evolución incierta en el horizonte considerado y su valoración no

La energía nuclear en España Variables agregadas, año 2015

Indicadores técnicos

Potencia instalada (MWe) 7.399

Producción de electricidad (GWh) 54.755

Indicadores económicos (mill. Euros)

Valor de la producción en el mercado mayorista 3.432

Impuestos devengados por producción 240

Gestión de residuos 315

Impuestos por combustible y residuos 166

Indicadores sociales

Empleo directo (nº de puestos) 7.340

TABLA 2

Indicadores de la producción nuclear

Fuentes: REE, OMIE, Agencia Tributaria y Foro Nuclear



Rendering de una posible central de la Gen. IV equipada con reactor Transatomic

puede desde luego hacerse taxativamente y a vuelapluma. Algunos factores a tener en cuenta:

- La evolución de demanda y oferta, en particular la relación entre consumo y capacidad de producción del sistema eléctrico. Desde hace diez años se aprecia un estancamiento de la demanda, regresivo hasta el año pasado (en el 2015 fue de magnitud similar a la del 2005), aunque ahora el consumo crece de nuevo, ligeramente. En el lado de la oferta es bien sabido que en España se dispone de una sobrecapacidad notable de la planta de generación: 102,6 GW de potencia instalada en 2015, para servir a un sistema con 40,7 GW de punta instantánea y 28,3 GWh de demanda media horaria. Aproximadamente 30 GW de la potencia total corresponde actualmente a tecnologías renovables que no pueden considerarse firmes, sino intermitentes y estocásticas en distinto grado.

- El ritmo de descarbonización del transporte y electrificación de los vehículos automóviles. Es un hecho hasta ahora cuantitativamente irrelevante, pero quién sabe lo que significará dentro de diez o veinte años en términos de demanda eléctrica.

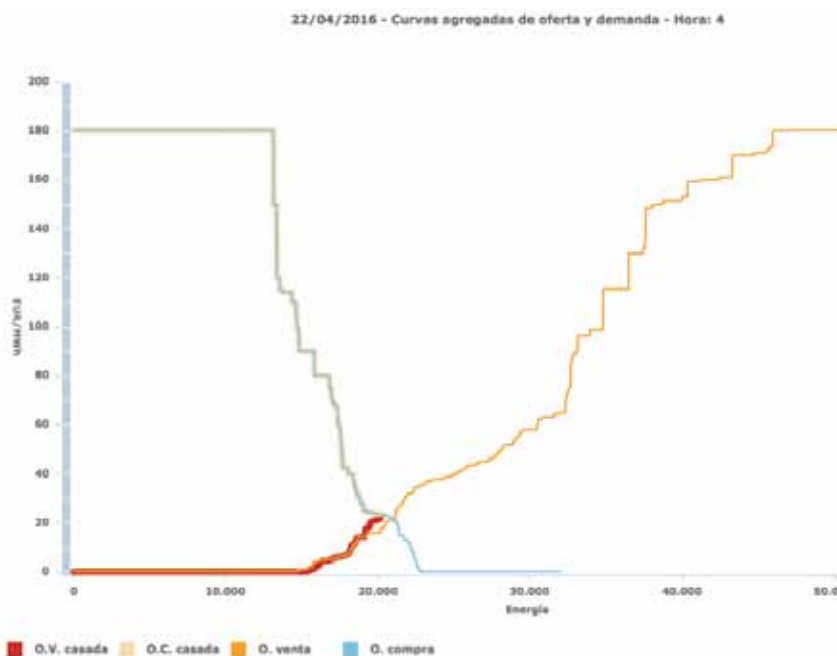
- La evolución de los fenómenos de la energía distribuida, el autoconsumo y otras formas no centralizadas de producir y usar la electricidad, que pueden afectar a la demanda neta del sistema en barras de central. La magnitud y ritmo en que se desarrollen estos temas dependerán del marco

regulatorio, actualmente muy restrictivo, el comportamiento de los consumidores y los avances que se produzcan en la tecnología y coste de los equipos.

- La disponibilidad y coste de alternativas limpias de producción de electricidad que puedan sustituir funcionalmente (potencia firme + disponibilidad continua) y en la cantidad requerida a las centrales nucleares dentro del *mix* de generación. En ello influirá la innovación tecnológica y los avances de la ingeniería energética.

- La capacidad de almacenamiento disponible en el sistema eléctrico nacional, actualmente 6.500 MW en centrales hidráulicas reversibles. Este factor podría jugar un efecto positivo en la interacción oferta-demanda, acumulando excedentes temporales de producción RES y modulando su despacho en función de las necesidades del sistema¹², pero no se conoce la existencia de compromisos a corto plazo de las empresas del sector en este tipo de instalaciones. La última CHR que entró en servicio fue la de La Muela II, con 840 MW, conectada al sistema eléctrico en diciembre de 2015.

- La capacidad de conexión internacional del sistema eléctrico español, especialmente con Francia. Actualmente se dispone de 2.800 MW, con el objetivo de alcanzar 8.000 MW en el año 2030. El saldo anual de la interconexión en 2015 fue de aproximadamente 7.000 GWh (importación desde el sistema francés). Téngase en cuenta que el precio medio de la electricidad en Francia (mercado mayorista EPEX) se



situaba en 2015 alrededor de 38 euros/MWh, lo que supone un 60 % del precio *spot* en España ese mismo año.

- La evolución del Mercado Interior de la Energía en Europa y la efectividad del mecanismo PCR de acoplamiento interregional de precios en relación con el punto anterior (disponibilidad de interconexiones).

- La propia evolución del marco regulatorio del sector eléctrico en España, actualmente contestado por todos los partidos políticos menos el que detenta el gobierno en funciones.

Sobre cada una de estas cuestiones se puede argumentar largo y tendido, pero lo cierto es que nadie sabe en estos momentos, con un grado de plausibilidad determinante a efectos decisorios, en qué situación nos encontraremos en el año 2021 y menos aún en el 2028. Todas ellas son relevantes y con los atributos de incertidumbre que les corresponden deberían entrar en la formulación del modelo de decisión correspondiente.

Los efectos que pueda causar un cierre nuclear paulatino (como hemos visto, se trata de 7.400 MW de potencia firme y energía base, entre los años 2021 y 2028) sobre el funcionamiento técnico del sistema eléctrico español no deberían

suponer graves problemas al operador del sistema, Red Eléctrica de España, si se prevé esa circunstancia como sería debido. En primer lugar porque de producirse sería dentro de cinco años y a lo largo de un plazo de siete más, con un promedio de reducción o sustitución de aproximadamente 1 GW/año sobre una planta total que cuenta con más de 100 GW instalados y una demanda de potencia al sistema (en punta y en promedio) ahora muy inferior. Téngase en cuenta que el operador técnico del sistema eléctrico ha sido capaz de gestionar eficazmente y sin dificultades extraordinarias la incorporación entre los años 2007 y 2012 de algo más del doble de la potencia nuclear (15.400 MW) en nuevas instalaciones renovables.

En lo que se refiere a las consecuencias que pueda suponer el cierre de las centrales nucleares para el mercado mayorista y el precio de casación de la energía en el *pool* eléctrico, pueden hacerse algunas consideraciones en parte apuntadas en los párrafos anteriores. Ese mercado posee como es sabido una estructura *sui generis* y un modo de funcionamiento peculiar. El *pool* no determina el precio final de la electricidad que paga el consumidor en su factura, sino que se trata de un precio de transacción entre productores y comercializadores de energía. El precio *spot* constituye en promedio una tercera parte del precio final doméstico (sin impuestos). El funcionamiento del *pool* eléctrico se aleja de

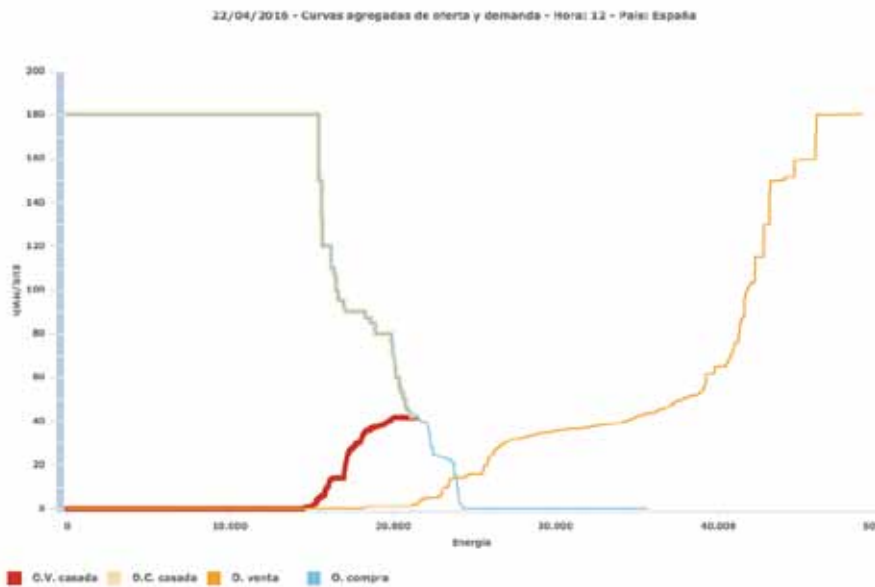


Fig. 4. Curvas de oferta y demanda en el mercado spot horario (hora punta: 12 p.m., viernes 22 de abril de 2016)

los patrones habituales de los mercados competitivos, en parte debido a las características peculiares de la electricidad (producción y consumo se deben equilibrar instantáneamente en cada momento) y también por razones de estructura e imperfecciones de la competencia, difíciles de erradicar. Por otra parte, no toda la energía que demanda el sistema eléctrico se negocia en los mercados mayoristas (diario e intradiario) ya que existen otro tipo de transacciones (bilaterales, contratos a plazo, etc.) que se negocian al margen. Como puede observarse en las figuras 3 y 4, las curvas de oferta de venta, demanda de compra y energía casada en el mercado diario (datos del viernes 22 de abril, hora valle y punta) muestran que una fracción muy alta (en torno al 70 %) de la oferta y la demanda son precio aceptantes, es decir no compiten en precio. La tabla 3 recoge algunos datos adicionales sobre esta cuestión.

El exceso de potencia disponible actualmente en el sistema eléctrico español, en particular la existencia de excedentes notables en la tecnología de ciclos combinados de gas natural, permite suponer que el efecto de una retirada progresiva de la producción nuclear en el mercado mayorista no sería traumática en términos de abastecimiento y precio de la energía, aunque ni el coste variable ni la emisión de GEI serían equivalentes en un hipotético reemplazo de la nuclear por gas. Es cierto que en el caso de utilización de

El mercado spot: oferta, demanda y casación (22-4-2016)
(mercado diario - horario)

	Hora valle 4 h.	Hora punta 12 h.
Total		
Energía casada en el pool (MWh)	20.213	21.169
Demanda horaria del sistema (MWh)	22.892	32.362
% nuclear	31%	22%
Precio de casación (€/MWh)	23,6	42,5
Oferta a precio 0 €/MWh	15.150	14.817
Demanda a precio 180,3 €/MWh	13.056	15.491
% oferta precio-aceptante	75%	70%
% demanda precio-aceptante	65%	73%

TABLA 3
Mercado spot de electricidad 22-4-2016
Fuentes: OMIE, REE

las CCGN habría que tener en cuenta la decomisión de las centrales térmicas de carbón, con un calendario previsto, que podría minorar la utilización de esta tecnología como sustituta de la generación nuclear. Pero el sistema cuenta con otras posibilidades de reemplazo o adición de nueva

capacidad de producción si la evolución de la demanda lo hiciera necesario. También sería posible aumentar el almacenamiento de energía dentro del sistema eléctrico mediante ampliaciones de las centrales hidráulicas reversibles o promoviendo el desarrollo de nuevos aprovechamientos de este tipo donde sea factible. Finalmente, no debería olvidarse el efecto (suponemos positivo) que vaya creando en el tiempo la realización del Mercado Interior de la Energía si se cumplen los objetivos de interconexión física del sistema eléctrico peninsular con el resto de Europa, que en promedio produce energía a un coste sensiblemente más bajo que el del mercado español.

Conclusión

La decisión sobre el futuro de las centrales nucleares españolas, sea su operación a largo plazo más allá del ciclo de vida previsto de cuarenta años o la clausura al término de su autorización inicial, no es baladí ni debería tomarse sin que antes afloren estudios rigurosos y debates en la sociedad sobre las cuestiones que se han ido esbozando en este artículo. La preferencia ideológica de quien gobierne no debería ser razón suficiente para motivar un curso de acción que sin duda tendrá consecuencias en uno u otro sentido. Las condiciones de seguridad que compete enjuiciar al CSN serán prioritarias, y desde luego también relevantes los posibles efectos sobre la descarbonización de la planta energética, el funcionamiento técnico del sistema eléctrico y la eficiencia económica de los mercados. El modelo de decisión debería incorporar todas estas variables que de momento se echan en falta en los discursos sobre la cuestión que provienen de la esfera política.

Entre todo lo mencionado hay algunos temas que el dilema sobre el futuro nuclear debería poner en relieve. El primero de ellos se refiere a la capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con el resto de Europa, vinculada a la seguridad de suministro, la competencia en el mercado y la capacidad nacional de interactuar en el Mercado Interior de la Energía. De continuar el ritmo planificado y los elevados costes de ejecución en que incurren los proyectos en curso, se corre el riesgo de que las interconexiones lleguen tarde para producir los efectos deseados. En segundo lugar, el papel que podría desempeñar en la evolución futura de nuestra propia planta energética el almacenamiento hidráulico a gran escala en asociación con la gestión técnica del sistema eléctrico, si esta posibilidad se desarrollase con entidad suficiente y perspectiva estratégica más allá de lo que hoy significa el negocio del arbitraje.

Finalmente, una consideración más a tener en cuenta. No solo los costes de las decisiones de política energética han de trasladarse a los consumidores, también deberían hacerlo los beneficios extraordinarios cuando los haya. Las ventajas que pudieran derivarse de la operación a largo plazo de las centrales nucleares actuales, ¿no habrían de repartirse con un sentido de equidad entre ambas partes? Extender el ciclo de vida de las centrales nucleares si es técnica y económicamente factible, bien podría repercutir positivamente en los precios finales de la energía.

Los argumentos profesionales y el debate cívico, no solo el dirigismo político y la ideología, han contar en la decisión sobre las cuestiones tratadas que afectan al futuro de la energía nuclear. Que quien haya de decidir lo tenga en cuenta. **ROP**

Notas

- (1) "EDF finance chief quits over decision to push on with Hinkley Point". *Financial Times*, 7 de marzo, 2016.
- (2) EPR: *European Pressurized Reactor o Evolutionary Power Reactor*. Sobre sus características técnicas véase *The EPR reactor: Evolution to Gen. III+ based on proven technology*. Andrew Teller, AREVA, 2010.
- (3) *Renaissance in Reverse: Competition Pushes Aging U.S. Nuclear Reactors to the Brink of Economic Abandonment*. Mark Cooper, Institute for Energy and the Environment, Vermont Law School, 2013.
- (4) *Nuclear Illustrative Programme. Communication from the Commission, Staff Working Document, COM(2016) 177 final*, abril 2016.
- (5) *Nuclear Power in the World Today*. World Nuclear Association, enero 2016.
- (6) *Nuclear Power Cost*. Union of Concerned Scientists, Massachusetts, 2011.
- (7) Operación a largo plazo de las centrales nucleares españolas. Foro Nuclear, Madrid, abril 2016.
- (8) "Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power: New Lessons from the French Experience", Lina Escobar-Rangel y François Lévêque. *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 4, No. 2, IAEE, 2015.
- (9) "Historical construction costs of global nuclear power reactors". Jessica R. Lovering, Arthur Yip y Ted Nordhaus. *Energy Policy*, No. 91, Elsevier, 2016.
- (10) *Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems*. Gen. IV International Forum, 2014.
- (11) *The Costs of the Nuclear Power Sector. Cour des comptes*, République Française, 2012.
- (12) "El valor de la hidroelectricidad en el Mercado Interior de la Energía. El caso de España". César Lanza, *Revista de Obras Públicas*, Nº 3565, mayo 2015.